

春风油田浅薄层超稠油油藏高速高效开发关键技术

束青林¹,王顺华²,杨元亮²,苏朝光³,吴光焕⁴,郑昕¹

(1.中国石化胜利油田分公司 油气开发管理中心,山东 东营 257000; 2.中石化新疆新春石油开发有限责任公司,山东 东营 257000; 3.中国石化胜利油田分公司 物探研究院,山东 东营 257022; 4.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:春风油田作为中国石化“十二五”期间唯一投入整体开发的五千万吨级储量油田,开发伊始即确立了用5年时间建成百万吨原油生产基地的战略目标。针对浅薄层超稠油油藏高效开发缺乏有效的储层描述方法、开发方式、工程技术以及管理体系等难题,围绕“三新三高”模式,开展针对性的系统攻关,创新配套了7项关键技术,突破了2 m浅薄储层精细预测、高效热力复合采油技术,解决了有效动用难题;配套了水平井防砂免钻塞钻完井一体化、注汽水平泵采油一体化技术,解决了高效开发难题;完善了高干度循环流化床环保锅炉、产出水低温多效机械压缩蒸发技术,实现了绿色低碳发展;构建了智能油田高效管理运行体系,大幅度提高了劳动生产率,降低了开发成本。春风油田共动用地质储量近5 000万吨,2015—2018年连续4年稳产超过100万吨,产能建设投资及单位完全成本降低了1/3左右,在产生了巨大经济社会效益的同时,形成的关键技术丰富了稠油开发理论与技术,并已推广应用到新疆、河南以及胜利东部等同类型油田,支撑了低品位超稠油油藏的规模效益开发。

关键词:浅薄层;超稠油;高速高效开发;绿色低碳;智能油田;春风油田

中图分类号:TE357.6

文献标识码:A

Key technology of high-speed and high-efficiency development of thin-shallow super-heavy oil reservoir in Chunfeng Oilfield

SHU Qinglin¹, WANG Shunhua², YANG Yuanliang², SU Chaoguang³, WU Guanghuan⁴, ZHENG Xin¹

(1.Oil & Gas Development Management Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 2.Xinjiang Xinchun Petroleum Development Co., Ltd., SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 3.Geophysical Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257022, China; 4.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: As the oilfield with only 50 million-ton reserves that has been overall developed of SINOPEC during the 12th Five-Year Plan, Chunfeng Oilfield has established a strategic goal of building a million-ton oil production base within five years at the very beginning of its development. In view of the lack of effective reservoir description, development mode, engineering technology, management system, and other difficult problems in the efficient development of thin-shallow super-heavy oil reservoir, targeted systemic researches were conducted centered on “three-new and three-high” mode. Eventually seven innovative key technologies were developed, technologies of two meters thin-shallow detailed reservoir prediction and high-efficiency thermal compound oil recovery have been developed to solve the problem of efficient production. Horizontal well sand-control plug-drilling-free integrated technology of drilling and completion, as well as horizontal pump integrated technology of steam injection and oil production were proposed to solve the problem of effective development. High-dryness circulating fluidized-bed environmental protection boiler, as well as produced water low-temperature multi-

收稿日期:2019-01-15。

作者简介:束青林(1966—),男,江苏丹阳人,教授级高级工程师,博士,从事油田开发地质及提高采收率研究与管理工。联系电话:(0546)8710276, E-mail:shuqinglin.slyt@sinopec.com。

通信作者:郑昕(1981—),男,江苏睢宁人,高级工程师。联系电话:(0546)8552526, E-mail:zhengxin102.slyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化重点科技攻关项目“浅薄层弱底水稠油驱泄复合开发技术”(P18050-1)。

effect mechanical compression evaporation technology were improved to realize green and low-carbon development. Intelligent oilfield efficient management operation system was constructed to improve labor productivity and to reduce the development cost. Chunfeng Oilfield developed nearly 50 million tons of reserves and has established a stable oil production of million tons for four years from 2015 to 2018. The capacity construction investment and full cost per unit reduced by about one-third. While producing great economic and social benefits, these key technologies have enriched the theory and technology of heavy oil reservoir development. They have been applied in Xinjiang, Henan, East Shengli and other similar oilfields in China, and support the scale profitable development of low grade super-heavy oil reservoir.

Key words: thin-shallow formation; super heavy oil; high-speed and high-efficiency development; green and low-carbon; intelligent oilfield; Chunfeng Oilfield

准噶尔盆地西北缘自上世纪50年代开始油气勘探工作,先后发现了克拉玛依、乌尔禾、红山嘴等大型油田,由于并非勘探重点层系以及地震测线未成网等原因,准噶尔盆地西北缘沙湾组的油气勘探始终未获工业突破。2001年中国石化在取得车排子探区的探矿权后,通过深化油气运聚理论研究,精细谋划勘探方向,2005年1月完钻的排2井突破了沙湾组地层油藏勘探的禁区,随后有排6、排602井获得工业油流,标志着春风油田的发现。“十一五”末期,中国石化确立了按照“新技术、新体制、新机制,高速度、高水平、高效益”的“三新三高”模式将春风油田在5年时间内建成百万吨产能原油生产基地的战略目标。但是,浅薄层超稠油油藏的有效开发一直是世界级的难题,春风油田油藏埋深为200~600 m,单砂体厚度仅为2~6 m,油层温度为23~31℃,地层压力为2~6 MPa,地层原油黏度为 $5 \times 10^4 \sim 9 \times 10^4$ mPa·s,具有“浅、薄、低、稠”的特点^[1-3],要实现高速高质高效开发,需要克服缺乏适应浅薄层超稠油油藏的有效储层描述方法、开发方式、工程技术及管理体系等技术难题。春风油田的开发得到了中国石化的高度重视和大力支持,围绕“三新三高”模式的要求,坚持问题导向,将创新作为推动发展的第一动力,历经5年攻关实践,形成了浅薄储层精细预测、高效热力复合采油、水平井防砂免钻塞钻完井一体化、注汽水平泵采油一体化、高干度循环流化床环保锅炉、产出水低温多效机械压缩蒸发及智能油田高效管理运行等7项关键技术,支撑了春风油田浅薄层超稠油油藏的高速高效开发。

1 区域地质概况

春风油田位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市前山涝坝镇春光农场西南约5.1 km,区域构造上位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起东部,车排子凸起为准噶尔盆地西部隆起的次级构造单元,向西向

北与扎伊尔山相邻,南部为四棵树凹陷,东部通过红-车断裂带与昌吉凹陷相接(图1)。

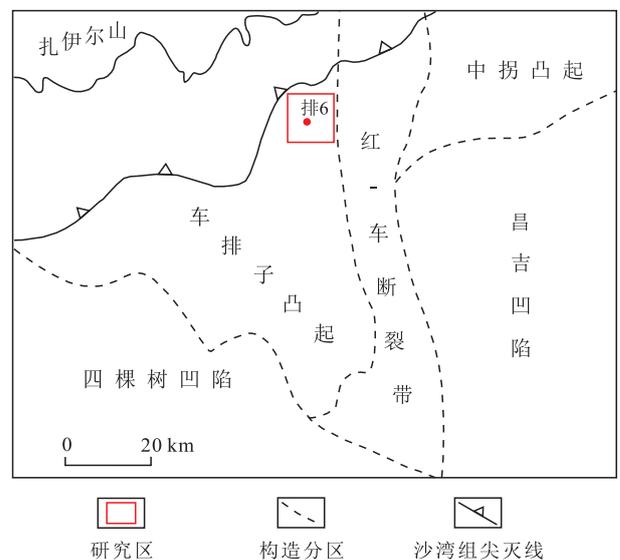


图1 春风油田区域构造位置
Fig.1 Regional tectonic location of Chunfeng Oilfield

车排子凸起发育的地层自下至上依次为:石炭系、侏罗系下统、白垩系下统吐谷鲁群、古近系、新近系、第四系^[4-5]。油源为昌吉凹陷的二叠系烃源岩,主要排烃期为三叠纪-侏罗纪和早白垩世,生成的油气大量聚集于红-车断裂带下盘形成古油藏。新近系至今北天山加速隆升,车排子凸起整体向南掀斜沉降,古油藏遭到破坏,油气沿红-车断裂及其伴生断层向凸起之上运移并聚集于沙湾组厚层泥岩包裹的薄层砂岩中。主要含油层系为新近系沙湾组一段1砂组,岩性主要为灰色中粗砂岩、含砾砂岩、砂质砾岩、细砂岩,成岩作用弱、胶结疏松,孔隙度为35.6%~39.8%,渗透率为2 500~3 900 mD。

2 技术难点

春风油田稠油油藏存在“浅、薄、低、稠”的特点,在开发过程中面临以下4大技术难题。

缺少适应浅薄层储层描述的方法 沙湾组为

远源的辫状河三角洲前缘与近缘的扇三角洲前缘交汇形成,平面上沉积微相分布不清,开展储层相控预测的难度大,研究区以往目的层为深层石炭系,地震覆盖次数为56~114次,而浅层沙湾组覆盖次数仅有7~8次,导致地震资料信噪比低。现有地震资料主频为50 Hz,砂岩速度为2 400 m/s,仅能分辨厚度为12 m以上的砂体,无法实现对2~6 m储层的精细描述。

缺少适应浅薄层超稠油的开发方式 春风油田油层条件下原油为拟塑性流体,渗流能力差;地层压力低,建立有效生产压差难度大;油层厚度薄,蒸汽易超覆逸散,热利用效率低。新疆油田有多个稠油油藏投入开发,但油藏埋深、储层厚度及原油黏度均与春风油田有较大差异,中外尚无同类型油藏成功开发的先例。

缺少配套浅薄层超稠油的工程技术 油藏埋深浅,水平井位垂比大、造斜率高,大尺寸井眼钻具造斜规律难以把握、完井管柱不易下入,优快钻完井难度大。缺乏配套大井斜、浅泵挂的举升工艺和提高油层热利用效率的配套技术,试采井常规吞吐平均周期为28 d,周期产油量为29.5 t,油气比为0.02,无法实现效益开发。

缺少新形势下高效管理运行体系 春风油田位于戈壁滩上,生态脆弱,依据“既要金山银山,又要绿水青山”的绿色发展理念,对地面工程建设、生产运行的环保要求高;新疆冬季漫长,每年施工的有效期短,高速建设难度大;冬季极寒(温度可降至-40℃),夏季酷热(温度可升至45℃),地广人稀,提高生产运行效率难度大。

3 高速高效开发关键技术

春风油田作为中国石化“十二五”期间唯一整体投入开发的5 000万吨级储量油田,“三新三高”模式就是要打造世界领先的开发样板工程。针对制约油田高速高效开发的技术、管理难题开展攻关,创新形成了浅薄储层精细预测技术、高效热力复合采油技术、浅薄储层钻完井特色技术、注汽水平泵采油一体化技术、高干度循环流化床环保锅炉技术、产出水低温多效机械压缩蒸发技术、智能油田高效管理运行体系,促进了春风油田高速高效开发,5年建成了经济效益指标领先的百万吨原油生产基地。

3.1 浅薄储层精细预测技术

浅薄储层精细预测是春风油田勘探开发的基

础,在地震资料处理及储层预测方面开展了针对性研究,形成了互叠式偏移距分组处理提高信噪比+叠前叠后三级提频的多学科综合预测技术(图2),突破了厚度为2 m的浅薄储层精细描述难关,预测精度达到95.2%,解决了储层展布描述及储量规模落实等问题。

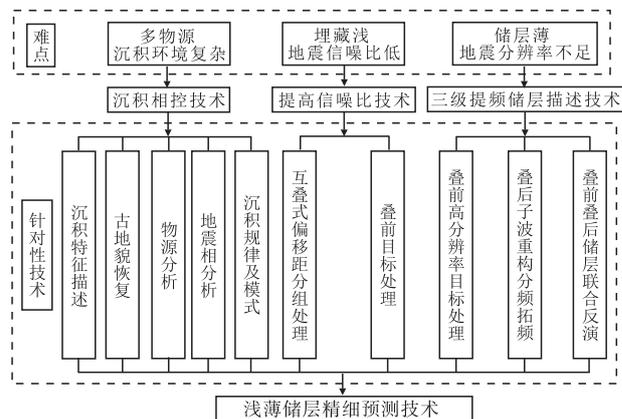


图2 春风油田浅薄储层精细预测技术

Fig.2 Precise prediction technology of shallow-thin reservoir in Chunfeng Oilfield

3.1.1 互叠式偏移距分组处理技术

按照常规偏移距60 m间隔独立分组进行偏移时,目的层沙湾组地震资料覆盖次数主要集中在7~10次左右,平均仅为8次,覆盖次数低导致信噪比低。通过开展偏移距分组实验优化偏移距分组参数,采用偏移距段的互叠方式完成了偏移距分组,即采用60 m增量间隔进行偏移距分组,将0~120 m划分为第1组,60~180 m划分为第2组,120~240 m划分为第3组,依次类推,提高单个偏移距组内有效道数。互叠式偏移距分组处理技术在保证偏移不划弧的前提下,使得CIP道集的覆盖次数由原来的7~8次增加到15~16次,信噪比提高了1倍,为薄砂体储层的地震资料处理奠定了坚实基础。

3.1.2 叠前叠后三级提频预测技术

通过加强处理参数实验和严格质量监控,以保幅保真为原则,形成了叠前高分辨率目标处理+叠后子波重构拓频+叠前叠后联合反演组合而成的三级提频预测技术,进一步提高地震资料的分辨率以达到预测薄层的目的。

叠前高分辨率目标处理技术 在叠前利用地表一致性反褶积和对叠前道集进行预测反褶积,同时压缩地震子波,进行叠前提频,偏移完成后采用蓝色滤波、反Q技术进行叠后提高分辨率和信噪比处理。通过这些技术的组合应用,有效提高了地震资料的主频和有效频带,最终提高了砂体的分辨能力。目标处理前原始地震资料主频为50 Hz,优势

频带在 10~90 Hz, 仅能分辨厚度为 12 m 砂体; 应用叠前高分辨率目标处理技术后, 地震资料主频提高到了 60 Hz, 优势频带为 10~110 Hz, 能实现对厚度为 10 m 砂体的分辨。

叠后子波重构拓频技术 该技术主要是通过子波分解技术将以往只能从宏观上认识的地震道(剖面和数据体)数据分解为不同形状不同频率的地震子波组合。被分解出来的全部或部分不同振幅和主频的雷克子波按照其分解后的位置重新组合, 形成新的地震道^[6-8]。为有效确定研究区目的层段的子波重构频段范围, 研究中选取排 601、排 612-16 等多口井开展重构标定实验, 确定了在 60~92 Hz 频段范围进行子波重构, 重构后的地震数据可最大限度反映研究区 6.5~10 m 薄储层的横向变化, 为后续精细地震预测奠定基础。过排 612-16 井地震剖面在应用叠后子波重构拓频技术前后的对比显示, 排 612-16 井沙湾组的 2 套砂体在处理前表现为 1 个同相轴, 重构拓频处理后, 薄层的地震响应明显

改善, 2 套砂体分别对应于 2 个连续完好且反射能量较强的同相轴, 砂体分辨能力由 10 m 提高到 6.5 m。

叠前叠后储层联合反演技术 利用叠后反演得到的纵波阻抗数据体、井上统计获得的纵横波速度之间关系及密度约束关系建立纵波阻抗、横波阻抗以及密度的初始约束模型, 在此基础上应用基于 Zoeppritz 方程反射系数梯度矩阵精确解释实现叠前地层参数的叠前宽角度反演方法, 利用叠前道集中的大角度信息提高叠前弹性参数的反演精度, 避免由于近似公式带来的条件限制和近似误差的影响, 通过叠前宽角度反演得到泊松比等多种岩石物理参数^[9]。在叠前叠后联合反演过程中, 采用基于贝叶斯推论和马尔科夫链的蒙特卡罗法计算方法, 储层预测精度进一步提高, 各井间油层横向关系明确, 尖灭点清晰, 可识别 2 m 以上储层, 例如在排 601—排 6 井的叠前叠后联合反演的泊松比剖面上(图 3), 排 601 井钻遇的 5 m 厚储层、排 6 井钻遇的 2.1 m 薄储层均得到了有效识别, 储层吻合率达到 95.2%。

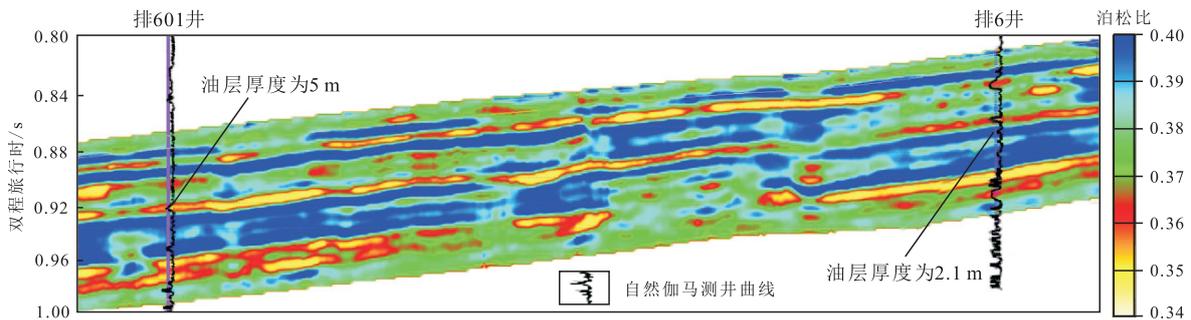


图3 排 601—排 6 井叠前叠后联合反演的泊松比剖面

Fig.3 Poisson's ratio section of pre-stack and post-stack joint inversion from Well Pai601 to Well Pai6

3.2 高效热力复合采油技术

建立适应浅薄层超稠油的开发方式是高质量开发的核心。针对浅薄层超稠油开发的若干难题, 在分析各单一要素作用机理的基础上进行协同融合, 创新了基于水平井加热、保温、降黏、增能的“热、剂、气”三元协同增效方法, 形成了高效热力复合采油技术(图 4): 针对油藏埋深浅导致地层压力低、生产压差小的问题, 采取注入高弹性膨胀能气体的方法补充地层能量; 针对砂体厚度薄导致直井产能低、地层热损失大的问题, 应用水平井扩大泄油面积并注入惰性气体隔热保温^[10]; 针对地层原油黏度高、流动性差的问题采取注入蒸汽与降黏剂协同降黏的方式予以解决。

3.2.1 单一要素的作用机理

氮气 氮气不受气源限制、无毒无害, 具有溶解气油比低、弹性膨胀系数大以及导热系数低等特

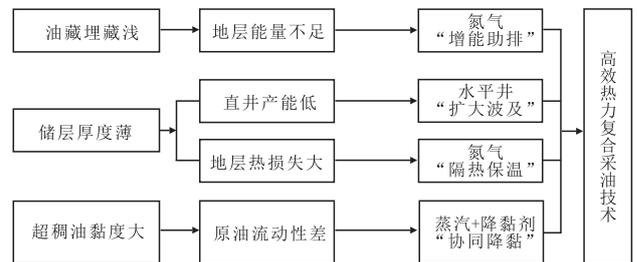


图4 高效热力复合采油技术

Fig.4 High efficiency thermal compound oil recovery technology

点。作用机理一是可以补充地层能量, 氮气在油层中主要以游离状态存在, 同一压力、温度下, 氮气溶解气油比远低于二氧化碳等气体, 同时由于氮气弹性膨胀系数较大, 相同的溶解气量、压力条件下, 氮气与原油的综合压缩系数是二氧化碳与原油的 2~14 倍, 综合体积系数是二氧化碳与原油的 1.21 倍, 数值模拟结果表明, 吞吐过程中通过注入氮气可以

增加近井地带压力0.8~4.0 MPa左右^[11-12];二是降低热损失,由于氮气为热的不良导体,岩石导热系数随着氮气的加入逐渐降低,在压力为4.6 MPa(近似油层压力)的条件下,氮气饱和度分别为0,18%,29%,36%时,相应的岩石导热系数分别为1.92,1.75,1.66,1.61 W/(m·K)^[11-12],氮气和蒸汽混合注入地层形成蒸汽腔后,蒸汽腔上部多孔介质中较大部分为氮气所饱和,其导热系数远低于湿蒸汽饱和的岩石,能够阻止热量向油层上部的传递。

水平井 与直井相比,水平井具有单井控制储量大、泄油面积广、吸汽能力强的优势,单井产能为直井的1.5~2倍,同时,水平井能够显著提高热利用效率,在相同油层厚度下,水平井较直井热损失率降低了20%~30%^[12-13]。

蒸汽 蒸汽具有降黏、解堵、提高驱油效率等作用,通过热对流及传导,加热带中的原油黏度下降,渗流能力提高;对岩石的冲刷作用可解除井筒附近钻井液等油层污染;高温蒸汽降低油水界面张力,改善液阻和气阻效应,蒸汽高温蒸馏作用、改变岩石润湿性亦辅助改善原油渗流能力。

油溶性降黏剂 油溶性降黏剂主要含有环芳烃的小分子量同系物,依据相似相溶原理,芳烃小分子量同系物通过有效介入胶质和沥青质中稠环芳烃的氢键、芳香烃 $\pi-\pi$ 堆积中,降低其分子间作用力、增加体系分散度、降低体系黏度及流动屈服值,可降低注汽启动压力2~4 MPa,显著改善原油流动性^[14-16]。

3.2.2 多要素协同作用

热力复合采油技术的核心在于氮气、蒸汽与降黏剂的协同增效,为此开展了多要素协同作用机理研究,建立了吞吐不同阶段下的协同作用模式。

协同作用机理 首先是协同降黏,热剂、气剂、汽剂相互作用均有促进降黏作用,其中,蒸汽对油溶性降黏剂的作用主要是蒸汽注入形成较强的剪切条件,促进降黏剂在油藏中搅动与接触;降黏剂对氮气的作用主要通过活性成分实现,可使氮气溶解及萃取能力呈级数增加,氮气溶解度增加使得原油黏度、表面张力下降,萃取能力增加消除重质沉淀危害;氮气对蒸汽的作用主要体现为携热和提干分压,氮气在油、水中溶解度均较低,在地层中易形成泡沫,推动蒸汽向油藏深部运移,随着氮气浓度提高,混合气体中蒸汽分压下降,蒸汽干度和比容提高,利于蒸汽腔扩展。其次是改善驱替,主要通过蒸汽和氮气相互作用降低残余油饱和度、改变原油流动形态实现,蒸汽对油层加热降黏后,氮气进

入多孔介质对孔喉中呈束缚状态的原油进行驱替;注入氮气后跟进注入蒸汽,被原油捕集的压缩氮气受热膨胀聚集,使连续油流被较小的氮气段塞分隔为段塞式油滴,油流连续性被打破减弱了相互之间黏附作用。在200℃模拟油层条件下,不同驱替方式驱油实验显示,单一蒸汽驱替效率为58%,而蒸汽+氮气、蒸汽+5%降黏剂以及蒸汽+氮气+5%降黏剂驱替效率分别为64.8%,68.4%和79.3%,较单一蒸汽驱替效率分别提高了6.8%,10.4%,21.3%,表明氮气、蒸汽、降黏剂三者加合增效的效果显著,协同作用提高采收率远高于单一因素作用^[16-17]。

协同作用模式 应用超稠油油藏蒸汽-氮气-降黏剂复合吞吐实验装置^[18],建立了热力复合采油不同阶段各要素协同作用模式(图5)。在注汽(气)阶段,氮气和蒸汽推动降黏剂进入油层,在加热冷油的同时复合降低原油黏度,氮气分布在油层中上部,降低蒸汽超覆热损失;在焖井阶段,作为“隔热被”的氮气聚集在油层顶部,阻止向上部岩石的热损失,蒸汽进一步加热油层;最终的回采阶段,初期压力高,冷凝水、氮气混合驱动,后期压力降低,氮气膨胀辅助驱动冷凝水和热油采出。现场开展了

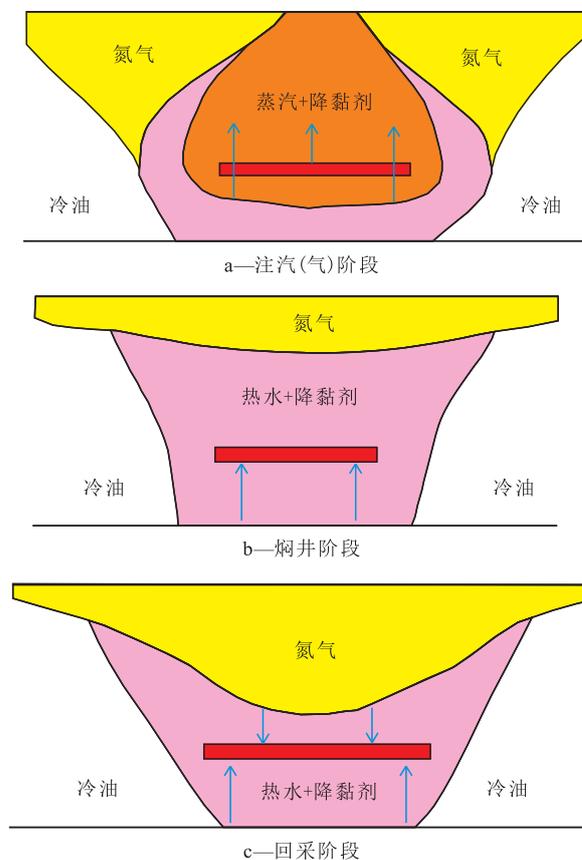


图5 热力复合采油吞吐不同阶段协同作用模式

Fig.5 Synergistic reaction of thermal compound oil recovery during different huff and puff stages

不同开发方式下吞吐试验,分别为水平井+蒸汽、水平井+降黏剂+蒸汽、水平井+氮气+蒸汽、水平井+降黏剂+氮气+蒸汽,吞吐周期产油量分别为520,860,950,1450 t,4个要素协同作用模式下周期产油量分别为前3种模式的2.8倍、1.7倍、1.5倍^[16-17],与驱替实验结果基本一致,确立了热力复合采油技术为春风油田主导开发方式。

伴随勘探开发的深入,对高效热力复合采油技术进行了拓展与深化,确立了浅薄多层砂体下采用直井+油溶性降黏剂+氮气+蒸汽的开发方式;跟踪分析注采参数对开发效果的影响,兼顾产量与效益,对不同吞吐周期的注汽强度、氮气用量、降黏剂使用条件及用量进行了优化。持续创新的浅薄储层超稠油热力复合采油技术有效支撑了春风油田的高质量开发,实现了原无法动用的2~4 m厚度储层的有效动用以及原动用效益差的4~6 m厚度储层的高效开发,整体油气比达到0.40左右。

3.3 浅薄储层钻完井特色技术

突破了储层描述和开发方式的难题后,优快钻完井成为高质量开发的切入点和重要组成部分。针对浅薄储层水平井钻完井面临的“造斜难度大、完井难度大、轨迹控制难、储层易出砂”的4大难点,改进了“三维绕障、井轨迹控制、封堵防塌钻井液以及热采井专用套管补偿器”等4项成熟技术,创新配套了“防砂免钻塞钻完井一体化、卡瓦式热采套管头+地锚预应力固井、水平井泥饼清洗、水平井分段完井”等4项工艺^[19-20],实现了“提高钻遇率8%、降低套损率20%、节约钻井周期11%、延长井寿命、提高单井产能”的目标。其中创新程度较高的是水平井防砂免钻塞钻完井一体化和卡瓦式热采套管头+地锚预应力固井技术。

3.3.1 水平井防砂免钻塞钻完井一体化技术

针对春风油田储层胶结疏松、成岩性差、渗透率高等地质特点,同时考虑后期水平井蒸汽驱大生产压差下完井管柱面临的冲蚀破坏等问题,综合降低工程造价、提升钻井效率的需求,春风油田水平井优选了高精密滤砂管完井管柱,其具有“完井防砂一体化、寿命长、环空密封压力高、管内易施工”等技术优势。

常规完井工艺是筛管顶部注水泥固井,再钻穿分级箍和盲板投产,钻塞施工易造成分级箍、套管磨损或脱扣,钻塞后内壁留有碎屑,进入生产管柱内部造成洗井堵塞或使下入生产工具破损。为减少后续生产隐患,攻关形成了无内管免钻塞分级注水泥完井工艺(图6),具有专用打捞工具免钻,全铝可钻及分级箍、盲板、泥浆胀封封隔器一体化设计的特点,形成可控的固井通道,待注水泥完成后通过坐胶塞关闭通道,候凝后使用专用打捞工具取出胶塞。为同时满足测井、调驱、修井、封堵等作业需求,结合储层钻遇情况,创新了3种分段完井方式:中部加盲管、半套半筛分段、遇水封隔器分段,实现了分段采油、分段控水。2010年以来共有373口井应用该技术,一次成功率达到99.0%,未发生筛管本体及分级箍损坏等问题。

3.3.2 卡瓦式热采套管头+地锚预应力固井技术

预应力完井能够减轻注汽过程中的热胀冷缩效应,有效解决井口抬升、水泥环相对移动等问题,因提拉过程中斜井套管居中难度较大,以前主要在直井上应用。2011年起在水平位移小于100 m的斜井上试验卡瓦式热采套管头+地锚预应力固井,地锚在固井碰压时打开锚爪,锚爪插入井壁,上提套管到一定的预应力后将卡瓦座在卡瓦式套管头上,

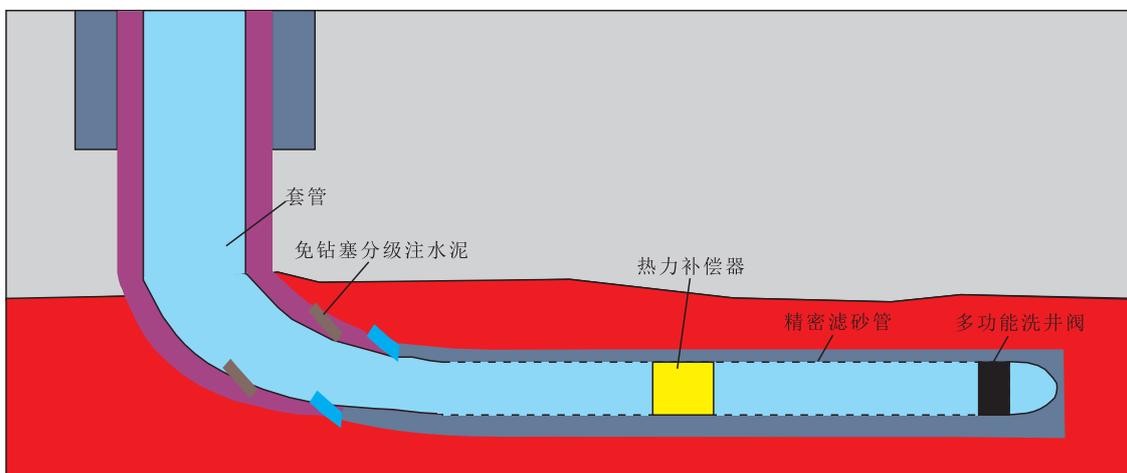


图6 水平井防砂免钻塞分级注水泥完井管柱示意

Fig.6 Schematic of horizontal well sand-control plug-free staged cementing completion string

点相对较浅,一般为50~180 m,常规斜井泵下深受井斜角限制(一般在井斜角50°~60°处),所建立的生产压差较为有限。为满足高温期内强化采油的需要,研制了水平注采一体化泵,可下至水平段位置,泵挂加深了150 m,生产压差放大1 MPa,平均单井周期生产时间由60 d增至96 d,周期产液量增加0.8倍,回采水率由0.52增至0.75。水平注采一体化泵主要由柱塞总成、泵筒总成和注汽外管组成,具有以下特点:一是注采两用,转换简单可靠,注蒸汽时只需将柱塞总成上提出泵筒,露出注汽孔即可注汽,注汽后下放柱塞遮闭注汽孔即可转抽;二是柔性连接,液力反馈复位,特殊的柱塞结构允许与套管最大成70°偏角,采用过桥结构减少泵筒受力,有效防止泵筒变形,采用斜井阀结构,活塞下行时固定阀可实现快速强制关闭。注汽水平泵采油一体化技术显著提高了生产时效,2010—2017年开发以来,减少8 000作业井次以上,节约作业劳务费用2亿元以上。

3.5 高干度循环流化床环保锅炉技术

建设“资源节约型、环境友好型”能源企业是春风油田开发顶层设计的重要一环。环保法律法规逐年从严,氮氧化物排放标准逐年升高。新疆煤炭资源丰富,燃煤锅炉发生蒸汽成本较燃油、燃气锅炉低,统筹考虑成本、环保及技术可靠性,规模应用循环流化床燃煤锅炉,其核心技术低压降流化床燃烧是基于先进的“流态重构”理论发展而来。

结合春风油田的实际需求,对高干度循环流化床环保锅炉进行了大幅改进。例如,针对给水水质研发了分段蒸发水动力技术,缓解了锅水浓缩造成的影响,降低了锅水含盐量标准以及给水要求;针对春风油田周边煤质高挥发性,热值、水分、灰质差异大的特点,基于定态设计理论,对燃料、石灰石在炉内的磨损特性及流态化流动数值模拟,确定了适于春风油田煤质特性的低床压降循环流化床燃烧技术,具有节电(风机节电30%)、低磨损(保证锅炉长期稳定运行)、高燃烧和高脱硫效率的特点;针对稠油生产运行存在注汽量波动较大的特点,完善了锅炉高度自动控制调节技术,确保产汽量、压力能在较大范围内调整且运行稳定。锅炉蒸汽发生量为130 t/h,出口蒸汽干度在99%以上,单位制汽成本较燃油锅炉下降156元/t,燃烧效率在98%以上,氮氧化物排放放在100 mg/L以下,具有热效率高、节能环保、清洁排放的特点。

3.6 产出水低温多效机械压缩蒸发技术

春风油田位于戈壁滩上,无市政供水管网亦无

地面水源,制造蒸汽所需要的大量淡水全部依赖地下水资源,浅层淡水资源较为匮乏且有采出配额,无法满足日益增长的注汽需求,产出液脱水分离所产生的污水需回注地层,但是春风油田回注层古近系砂体容积有限,累积回注量增加导致注水压力逐渐升高,污水回注难度加大,淡水资源缺乏与污水处理能力不足的双重矛盾制约了春风油田产量规模的有序增长。充分认识矛盾的对立统一性,树立“污水也是资源”的理念,对油田产出水进行处理,以达到注汽锅炉用水标准,是解决淡水资源匮乏和油田产出水清洁环保处理双重矛盾的有效途径,对油田生产和环境保护具有重要意义。

春风油田热采产出水具有高温(78℃)、高矿化度(18 126 mg/L)、高二氧化硅含量(180~220 mg/L)的特点。通过创新应用低温多效机械压缩蒸发技术,生产的产品水完全可替代地下清水作为注汽锅炉用水,实现了水资源的循环利用。产出水低温多效机械压缩蒸发工艺流程主要为:预处理+MVC蒸发器三级蒸发+深度处理(图9)。与中国目前在用的油田水处理装置相比,具有“卧式多级气浮除油、高密度悬浮除盐、密闭无氧防腐防垢、低温多效机械压缩蒸发、高效离子交换除硬”等技术优势。

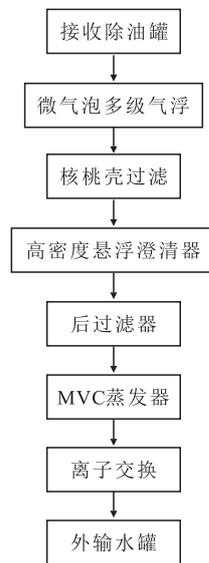


图9 春风油田产出水处理工艺流程

Fig.9 Produced water treatment process in Chunfeng Oilfield

3.6.1 高密度悬浮除盐工艺

针对采出水中硅含量高,含氟、硫、铁等离子加剧腐蚀结垢风险等问题,研制了集药剂混合、化学反应、絮凝沉淀和过滤澄清4大功能为一体的高密度悬浮澄清器。通过机械搅拌将混凝、反应和沉淀置于一个罐中进行综合处理,悬浮状态的活性污泥床层与加药的原水在机械搅拌作用下,增加颗粒碰

撞机会,提高了混凝效果。经过分离的清水上升溢流出水,沉下的污泥部分沿回流缝再进入反应室进行絮凝,部分经浓缩后定期排放。高密度悬浮澄清器结构紧凑,自动化程度高,投资运行成本低,去除硅、氟、硫、铁等离子效率达95%以上,出水含硅量小于10 mg/L;采出水停留时间短,耐冲击负荷,运行高效稳定。

3.6.2 低温多效机械压缩蒸发工艺

MVC蒸发器全称机械式蒸汽压缩蒸发器(Mechanical Vapor Compression Evaporator),预处理后的水进入MVC蒸发器装置,采用低温多效水平管降膜蒸发脱盐,蒸发温度为70℃,蒸发压力为0.02~0.03 MPa,利用涡轮发动机将蒸发过程产生的蒸汽压缩增压升温,形成过热蒸汽,再作为热源供污水蒸发使用。入料水通过循环泵在装置内进行三级循环蒸发,产品水为高品质的蒸馏水,含油量<1 mg/L、总悬浮物含量<1 mg/L、二氧化硅含量<10 mg/L、总硬度为0,可直接作为注汽锅炉用水,第三级未蒸发的水进入浓盐水罐,泵入回注系统。蒸发系统充分利用污水本身热量,过程中采用低温真空蒸发,吨水耗能10 kW/h,高效节能;污泥产量少、含固率高,为非危险废物;处理后的工艺产水水质优于注汽锅炉水质标准(表1)。

产出水低温多效机械压缩蒸发技术在春风油田应用过程中,已建成日产清水能力为5 000 m³/d,年处理采出水能力为175万方,年节约清水资源200万方、节约燃煤2万余吨,年减少回注水180万方,标志着稠油采出水深度处理和资源化利用达到国际先进水平,对推动行业技术进步和生态环境保护具有重要意义。

3.7 智能油田高效管理运行体系

春风油田自然环境艰苦,有效施工期短,现场生产管理难度大,按照“三新三高”要求,着眼提高劳动生产率和精细化管理水平,推广“四化”建设模式,创新构建了“油公司”体制下智能管理运行体系。

3.7.1 “四化”建设模式

地面工程建设推广“四化”模式,即标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升,其中,标准化设计是核心,模块化建设是保障,标准化采购

是支撑,信息化提升是关键。

标准化设计 标准化设计立足稠油油藏、戈壁地表、区域气候,形成了8大技术特色:工艺流程通用化、井站平面标准化、工艺设备定型化、安装预配模块化、管阀配件规格化、建设标准统一化、安全设备人性化、设备材料国产化。井场、水源井、增压泵站设计图纸重复利用率分别达95%,100%,95%,与常规设计相比效率提升20%。

模块化建设 模块化建设主要是指对功能相同、工艺相近的模块统一基础、统一预制、统一吊装,通过统筹施工安排,减少现场交叉作业,加快了施工进度。模块总体预制化率达95%,施工周期缩短35%以上。

标准化采购 标准化采购的关键是建立了标准化产品选型定型工作流程,实现了“原理、结构、材料、指标、规格、质保、价格、接口、图纸、外观标识”的统一。围绕“技术最优、服务最好、性价比高”的目标,提高产品质量要求,制定产品报价谈判规则,简化采购供应流程。实施后,产品质量明显提高,质保期明显延长,采购价格降低了10%左右。

信息化提升 通过提升油田信息化水准,实现了温度、压力、流量、电参、功图等8大类56项数据的实时自动采集上传;通过生产指挥信息平台对生产前端远程操作;实现油井、设备、管线全参数实时感知和异常情况的超前预警、超前分析、超前化解。信息化的提升极大改善了工作环境,提高了劳动效率,提升了安全运行水平和应急响应能力。

3.7.2 智能管理运行体系

智能管理运行体系包括自动分析和智能预警体系、油公司管理模式2部分,自动分析和智能预警体系是实施油公司管理的技术基础和运行支撑,油公司管理模式是基于自动分析和智能预警体系的管理创新和机制变革。

一是建立自动分析及智能预警体系。基于单井、中转站、注汽站、集输站海量运行数据与地震、测井、工艺、监测等资料构建形成的大数据,开发了自动分析系统与智能预警系统,实现了趋势分析、事前预警、统筹管理。自动分析系统是智能管理的支撑,发展了6项功能:单井井场建模分析、单井功

表1 产品水水质检测项目指标对比

Table1 Comparison of product water quality testing index

检测项目	含油量(mg/L)	总悬浮物含量(mg/L)	总铁含量(mg/L)	二氧化硅含量(mg/L)	总硬度(mg/L)	矿化度(mg/L)	pH值
注汽锅炉水质标准	<2	≤2	≤0.1	≤50	≤0.1	<7 000	7.5~11
处理前水质	50	50	0.4	180~220	3 050~5 500	>18 000	6.9~7.5
处理后水质	<1	<1	0.05	<10	0	<20	7.5

图自动计量分析、增压站计量自动分析、接转站液量压力自动分析、趋势及生产状态分析、报表自动生成功能,实现了油藏、井筒、地面一体化监控。智能预警系统是智能管理的抓手,通过自动分析发现异常生产情况,自动推送报警信息,实现紧急情况高效应急处置,发展了5项功能:远程智能巡井预警、汽窜出砂转周组合预警,油井增压站巡检预警,外输管网监控预警,安全环保预警,报警及时率100%。

生产指挥信息平台接收预警信息后进行智能调度,通过水源井、井场、增压站、集输站等自动控制模块,现场手工操作转变为远程自动调控,大幅度提高了劳动效率。以集输站库为例,应用一体化盘库系统实时计算油罐动态,盘库用时由原120 min缩短为5 min;应用蒸汽混掺智能调节系统,调整掺汽用时从原来的120 min缩短为10 min。

二是创新深化“油公司”管理模式。智能油田建设极大的提升了信息化和自动化水平,精简了用工人数,实现了生产方式和管控形式的变革,为创新“油公司”管理模式奠定了基础,从管理体制和运行机制上,整体推进“五化”管理模式。

管理集约化 指的是纵向上压减管理层级,由传统的“采油厂—矿—队—班组”4级管理向“油公司—管理区—班组”3级管理过渡;横向上突出核心业务,以管理区作为产量、成本责任主体,按照油井、站库及管网分布,根据管理职能将管理区划分为三室一中心。

生产专业化 通过明确职责定位、整合资源、对口归集,构建起以地质、工艺为支撑,以作业、监测、水电、运输、维修、护矿、综合服务等为辅助的专业化生产保障体系。

运营市场化 通过在开发单位内部构建模拟市场,在管理区与专业化队伍间建立完善的市场化运营机制和考核办法;开发单位和石油工程公司间建立钻井质量评价管理体系,实施优质优价、快速优价、高端特价的分级管理机制。

服务社会化 通过积极转变自建自管自营传统模式,增强“花钱买服务”意识,将劳动力密集、操作性强、服务保障类业务充分依托社会解决。

考核效益化 通过完善效益导向的考核机制,突出盈利能力、价值创造力、劳动生产率、投资回报率、约束性等关键指标,由主要考核效益指标向效益、质量、价值创造能力等多方位考核延伸,由年度考核向日常、季度、年度考核相结合延伸,由生产经营单位向各板块延伸,真正实现可量化、可操作、可

追溯、可问责,充分发挥考核“指挥棒”的作用。

2015年春风油田年产量首次突破了百万吨,通过智能油田高效管理运行体系的应用,目前管理及技术人员总数不足250人,人均原油产量约为4 400 t以上,综合效益位居中外同类型油田前列。

4 结论

浅薄层超稠油高速高效开发关键技术支撑了春风油田的高质高速高效开发,创造了巨大的经济效益和社会效益。在该技术实施的5年中,春风油田共动用地质储量近5 000万吨,截止2018年,已经连续4年产量保持在百万吨以上,百万吨产能建设投资及单位完全成本降低了1/3左右。该技术对于未来实现春风油田周边浅薄层超稠油资源的有序开发及胜利西部的产量稳定具有重要意义。目前,浅薄层超稠油高速高效开发关键技术已经推广应用到新疆、河南以及胜利东部等同类型的油田开发中,支撑了中国低品位超稠油的规模效益开发,对于践行习近平总书记“进一步提升国内油气勘探开发力度,保障我国能源安全”的重要批示有一定的实用价值。

参考文献

- [1] 陈轩,张尚锋,张昌民,等.准噶尔盆地车排子地区新近系沙湾组层序地层[J].新疆石油地质,2008,29(1):65-67.
CHEN Xuan, ZHANG Shangfeng, ZHANG Changmin, et al. Sequence stratigraphy of Neogene Shawan Formation in Chepaizi area, Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(1): 65-67.
- [2] 苏朝光,仲维萃.准噶尔盆地车排子凸起新近系沙湾组物源分析[J].石油与天然气地质,2010,31(5):648-655.
SU Chaoguang, ZHONG Weiping. An analysis on the provenance of the Neogene Shawan Formation in the Chepaizi Uplift of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(5): 648-655.
- [3] 杨少春,孟祥梅,陈宁宁,等.准噶尔盆地车排子地区新近系沙湾组沉积特征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2011,35(2):20-24,38.
YANG Shaochun, MENG Xiangmei, CHEN Ningning, et al. Depositional characteristics of Shawan formation in Neogene of Chepaizi area, Junggar Basin[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2011, 35(2): 20-24, 38.
- [4] 宋璠,杨少春,苏妮娜,等.准噶尔盆地春风油田沙湾组沉积相新认识[J].石油实验地质,2013,35(3):238-242.
SONG Fan, YANG Shaochun, SU Nina, et al. New understanding of sedimentary facies of Shawan Formation in Chunfeng Oilfield, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(3): 238-242.

- [5] 向奎.准噶尔盆地车排子地区下切谷沉积体系及有利勘探方向[J].中国石油大学学报:自然科学版,2007,31(6):1-5,12.
XIANG Kui. Entrenched valley depositional system and advantageous exploration direction of Chepaizi area in Junggar Basin [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2007, 31(6): 1-5, 12.
- [6] 汲生珍, 邹兴威, 夏东领. 子波分解与重构技术在储层预测中的应用[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(11): 66-69.
JI Shengzhen, WU Xingwei, XIA Dongling. Application of wavelet decomposition and reconstruction technique in reservoir prediction [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(11): 66-69.
- [7] 李曙光, 徐天吉, 唐建明, 等. 基于频率域小波的地震信号多子波分解及重构[J]. 石油地球物理勘探, 2009, 44(6): 675-679.
LI Shuguang, XU Tianji, TANG Jianming, et al. Seismic signal multi-wavelet decomposition and reconfiguration based on wavelet in frequency domain [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2009, 44(6): 675-679.
- [8] 余刚, 周小鹰, 王箭波. 多子波分解与重构法砂岩储层预测[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2013, 35(1): 19-27.
SHE Gang, ZHOU Xiaoying, WANG Jianbo. Prediction of sand reservoir with multi-wavelet seismic trace decomposition and reconstruction [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute: Science & Technology Edition, 2013, 35(1): 19-27.
- [9] 慎国强, 汤婕, 王玉梅, 等. 叠前叠后联合反演技术在油气藏精细描述中的应用——以东营凹陷永安镇油田永3井区为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(2): 87-90.
SHEN Guoqiang, TANG Jie, WANG Yumei, et al. Application of pre-stack and post-stack joint inversion in reservoir detailed description—a case study in Yong3 area of Dongying depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 87-90.
- [10] 张怀文, 王妮娣. 水平井稠油采油技术综述[J]. 新疆石油科技, 2004, 14(3): 23-26.
ZHANG Huaiwen, WANG Chadi. Summary of heavy oil production technology in horizontal wells [J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2004, 14(3): 23-26.
- [11] 尹虎, 刘辉, 李黔, 等. 提高稠油水平井注蒸汽效率的技术研究[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(12): 119-123.
YIN Hu, LIU Hui, LI Qian, et al. Technical research on improving efficiency of steam injection in horizontal wells for heavy oil reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(12): 119-123.
- [12] 王嘉准, 李允. 注氮气改善稠油蒸汽吞吐后期开采效果[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(3): 46-49.
WANG Jiahui, LI Yun. Improve steam soaking performance by injecting nitrogen [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(3): 46-49.
- [13] 彭通曙, 郑爱萍, 刘洪恩, 等. 新疆浅层稠油油藏氮气辅助蒸汽吞吐提高采收率研究与应用[J]. 新疆石油天然气, 2009, 5(3): 45-47.
PENG Tongshu, ZHENG Aiping, LIU Hong'en, et al. Study and application on EOR by gaseous nitrogen-assistant cyclic steam injection in heavy-oil reservoir of shallow buried formation in Xinjiang [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2009, 5(3): 45-47.
- [14] 梁发书, 李建波, 任洪明, 等. 稠油降粘剂的室内研究[J]. 石油与天然气化工, 2001, 30(2): 87-88, 99.
LIANG Fashu, LI Jianbo, REN Hongming, et al. A laboratory study of the viscosity reducer on viscous crude oil [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2001, 30(2): 87-88, 99.
- [15] 陈德春, 石志敏, 张鸿文. 超稠油化学增油助排剂研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(5): 51-53.
CHEN Dechun, SHI Zhimin, ZHANG Hongwen. Experimentation and application of chemical cleanup additive in the extra heavy oil reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(5): 51-53.
- [16] 王金铸, 王学忠, 刘凯, 等. 春风油田排601区块浅层超稠油HDNS技术先导试验效果评价[J]. 特种油气藏, 2011, 18(4): 59-62.
WANG Jinzhu, WANG Xuezhong, LIU Kai, et al. Evaluation of HDNS pilot test for shallow ultra-heavy oil in the Pai601 block of the Chunfeng oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(4): 59-62.
- [17] 孙建芳. 氮气及降粘剂辅助水平井热采开发浅薄层超稠油油藏[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(2): 47-49, 53.
SUN Jianfang. Study and application on HDNS technology to develop shallow and thin super heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 47-49, 53.
- [18] 孙仁远, 杨世凯, 杨元亮, 等. 超稠油油藏蒸汽、氮气、降粘剂复合吞吐实验装置: CN204877410U [P]. 2015-12-16.
SUN Renyuan, YANG Shikai, YANG Yuanliang, et al. Experimental equipment of compound huff and puff of steam, nitrogen and viscosity reducer in super-heavy oil reservoir: CN204877410U [P]. 2015-12-16.
- [19] 李付广, 周明生. 新疆准噶尔盆地超稠油水平井钻井技术[J]. 科技创新导报, 2011, 3(8): 119.
LI Fuguang, ZHOU Mingsheng. Drilling technology of horizontal wells for super heavy oil in Junggar basin, Xinjiang [J]. Science and Technology Innovation Herald, 2011, 3(8): 119.
- [20] 杨元亮, 任福生, 孙立柱. 裸眼筛管完井水平井酸洗工艺改进在春风油田的应用[J]. 复杂油气藏, 2012, 5(1): 80-82.
YANG Yuanliang, REN Fusheng, SUN Lizhu. The application of an improved acid pickling technology for horizontal wells having open hole and screen pipe completion in Chunfeng Oilfield [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2012, 5(1): 80-82.